

# *Perforación y Terminación de los Reservorios Tight y Shale*

*ELABORADO POR:*  
MSC.ING.EVANNA FUENMAYOR  
*COLABORACIÓN DE:*  
ING. VICENTE BERRÍOS

UNIDAD I | RESERVORIOS SHALE

## PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE LOS RESERVORIOS SHALE

En cuanto a la perforación y terminación de los recursos no convencionales (Tight y Shale) en Argentina se han empleado varias técnicas y metodologías las cuales han mejorado la eficiencia de las operaciones y la obtención de los máximos niveles productivos, tal es el caso, de la perforación de pozos horizontales con una longitud de rama lateral entre 1500 hasta un poco más de 4000 mts , multipad de hasta 8 pozos, herramientas para la estimulación en múltiples etapas desde 15 hasta 71 etapas en pozos horizontales, en pozos verticales entre 6 a 10 etapas, fluidos especiales de fractura y herramientas para operaciones de re-fractura, entre otros.

### PERFORACIÓN

La perforación de pozos en formaciones no convencionales (Tight y Shale) no tiene diferencias respecto a los pozos de desarrollo perforados en reservorios convencionales. Sin embargo, para obtener la rentabilidad de los proyectos deben perforarse una mayor cantidad de pozos y reducir los tiempos no productivos de las operaciones de perforación y work over, de manera que, las empresas operadoras deben optimizar los diseños para reducir costos y darle un rendimiento a escala industrial.

Entre las tecnologías que permiten lograr con dichos objetivos, se pueden mencionar las siguientes:

#### ***Multi Well Pad o Locaciones Múltiples***

Esta metodología permite perforar, con un mismo equipo, varios pozos de una misma locación (Multi well Pad), esos pueden ser verticales u horizontales (Ver figura 1). Las bocas de pozo están separadas entre 30 a 80 metros en la superficie, pero recorren trayectorias divergentes o paralelas en el subsuelo. Estos equipos pueden moverse de un pozo al siguiente sin desmontar, con lo que ganan agilidad en las operaciones y se disminuye el impacto ambiental dado que la cantidad de locaciones es menor y la longitud de los caminos también.

En algunos casos estos equipos se pueden mover en sentido longitudinal o transversal permitiendo perforar dos filas de pozos. La productividad de los pozos depende de la estimulación hidráulica, por lo que con una organización cuidadosa es posible fracturar un pozo mientras se están perforando otros en el mismo sitio, ganando tiempo para la puesta en producción. Una práctica común actualmente utilizada es la de perforar todos los pozos de un mismo Pad (2, 4 o 6) liberar la locación y luego fracturar los pozos en serie o en forma simultánea.

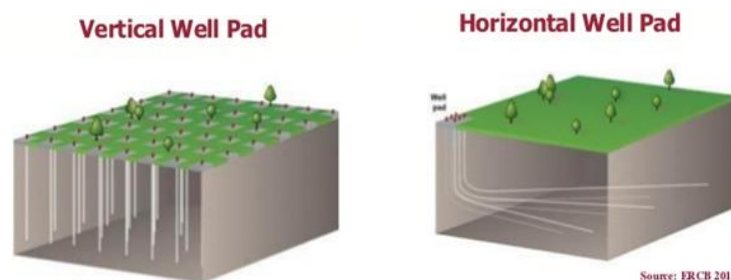
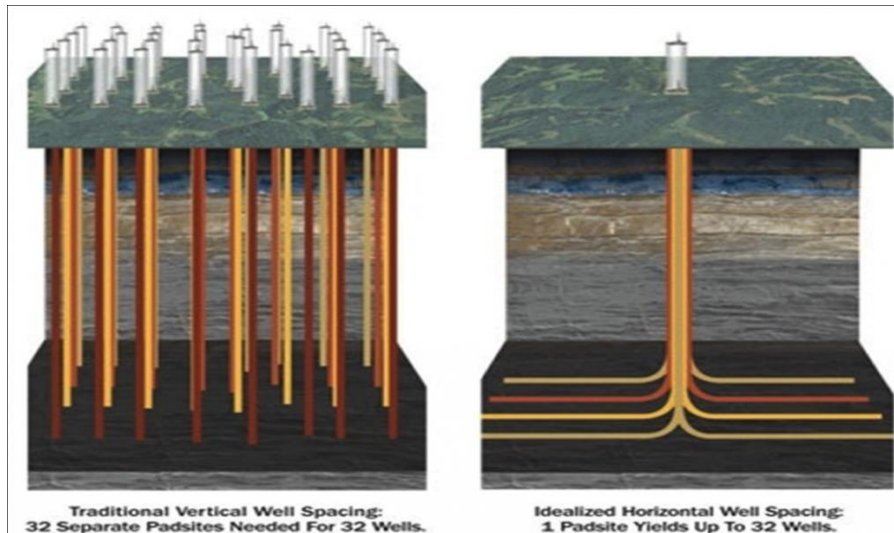


Figura 1. Multi Well Pad

La perforación de múltiples pozos horizontales desde una sola locación en superficie se ha convertido en una práctica común para el desarrollo de yacimientos no convencionales debido a que la operación se simplifica disminuyendo tiempos no productivos y el impacto al medio ambiente lo que implica en el corto y largo plazo un ahorro significativo.



### ***Casing Drilling***

Es una técnica de perforación en donde el casing o revestimiento, es usado como sarta de perforación en lugar de las barras de sondeo o drillpipe, de modo que el revestimiento desciende conforme se gana en profundidad, lo cual permite perforar y simultáneamente revestir las paredes del pozo al mismo tiempo.

Esta técnica surgió ante problemáticas durante la perforación de pozos verticales o dirigidos que atraviesan un gradiente anormal de presiones, pasando de zonas de alta presión a otra de baja y luego una tercera zona de alta presión, situación que se presenta en reservorios convencionales con altos niveles de depletación o con recuperación secundaria.

También para sostener las paredes del pozo en aquellas zonas en donde la solubilidad de la roca (domos salinos), la friabilidad de la roca (arenas sin cemento) o arcillas altamente sensibles al agua generan cavernas que pueden provocar la pérdida del pozo.

Esta experiencia en la perforación de pozos verticales en reservorios convencionales se extrapola directamente a la perforación del tramo vertical en los reservorios no convencionales, si las condiciones de las rocas suprayacentes a la formación no convencional así lo ameritan.

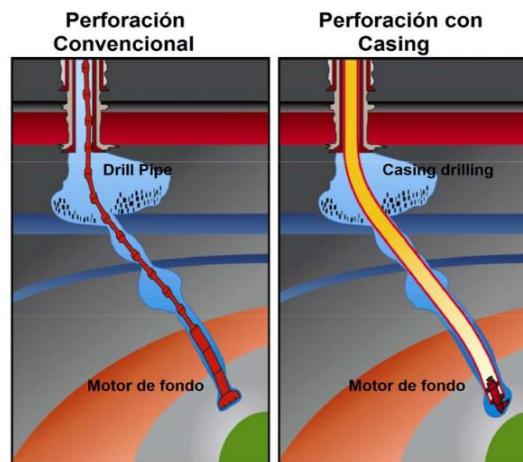


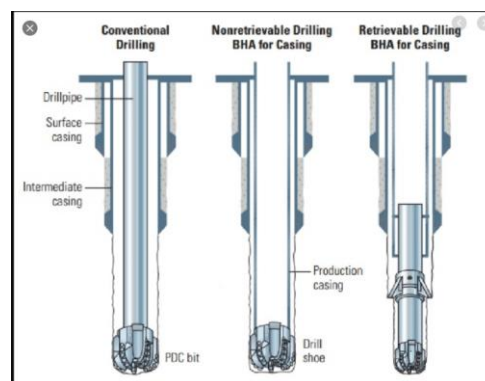
Figura 2. Perforación con barras de sondeo vs Perforación casing drilling.

### Desventaja:

- El costo es mayor respecto a la perforación tradicional, por lo que es necesario un análisis muy preciso y detallado de los pros y contra de la tecnología para poder decidir si se usa o no.

### Ventajas Generales:

- Elimina las carreras de entrada y salida del pozo para el cambio de trepante, lo que reduce el riesgo de aprisionamiento por presión diferencial de los portamechas/barras de sondeo o colapso de la formación sensible y expuesta al lodo de perforación.
- Al ser menor el espacio anular aumenta la velocidad en el levantamiento del cutting lo que mejora la limpieza del pozo y minimiza problemas de pérdida de circulación proporcionando un mejor control de toda la operación.
- La seguridad del equipo es mayor, debido a que se utiliza cable ("wireline") para realizar cambios del conjunto de fondo (BHA), correr perfiles eléctricos, realizar adquisición de coronas y no se necesita sacar la tubería de perforación para asentar y cementar el casing.
- Reduce los tiempos improductivos en la curva de avance de la perforación, y minimiza los contratiempos dentro del pozo (como pérdidas de circulación e inestabilidad de las paredes) y al mismo tiempo reducen el riesgo de que se produzcan desviaciones no programadas. Todo esto asociado a una mayor seguridad.



En el siguiente enlace podrás visualizar un video de esta tecnología:  
<https://www.youtube.com/watch?v=1epQgCU7Qs4>

### Movilidad de los Equipos

Muchas alternativas se han analizado para optimizar las operaciones de montaje y desmontaje de un equipo de perforación comúnmente conocida como DTM (Desmonta-Transporta-Monta) y que consiste en desarmar (desmontar) todo el equipo en partes, transportando por camiones o carretones hasta la próxima locación y montarlo nuevamente. De esos análisis de los tiempos surgieron tecnologías para reducir los costos de esta etapa.

Por lo que ahora las compañías de servicio están usando sistemas deslizables y caminantes. Estos sistemas han contribuido significativamente en la reducción de los tiempos de perforación en locaciones múltiples y/o en multi-PAD. Los dos sistemas más usados son dos:

- **Sistema Deslizable:** Mediante el uso de rodillos y rieles instalados bajo los equipos de perforación, es posible transportarlo largas distancias sin desmontarlo completamente.



**Figura 3.** Movilización de un equipo de perforación mediante un sistema deslizante (ENTRO, 2014)

- **Sistemas Caminantes:** logran trasladar un equipo de perforación en una misma locación hasta la siguiente coordenada en donde debe comenzar la nueva perforación, mediante un arreglo de pistones, rodillos y engranes que funciona secuencialmente para lograr el desplazamiento.



**Figura 4.** Equipo móvil con piernas laterales (izquierda) y base con pies para la sub estructura (Derecha) (ENTRO, 2014).

En el siguiente enlace podrás visualizar un video sobre esta tecnología:

<https://www.youtube.com/watch?v=I2VuwQYogDE>

### Geonavegacion de pozos:

La geonavegación consiste en perforar el tramo horizontal del pozo siguiendo una trayectoria específica en un nivel determinado, seleccionado por sus propiedades petrofísicas y geomecánicas. Esto se logra midiendo las propiedades de la roca que se va perforando en tiempo real, enviando esa información a la superficie mediante pulsos de presión a través del lodo, y comparando contra la trayectoria establecida. En caso de desvíos es posible realizar correcciones de rumbo y dirección en el momento.

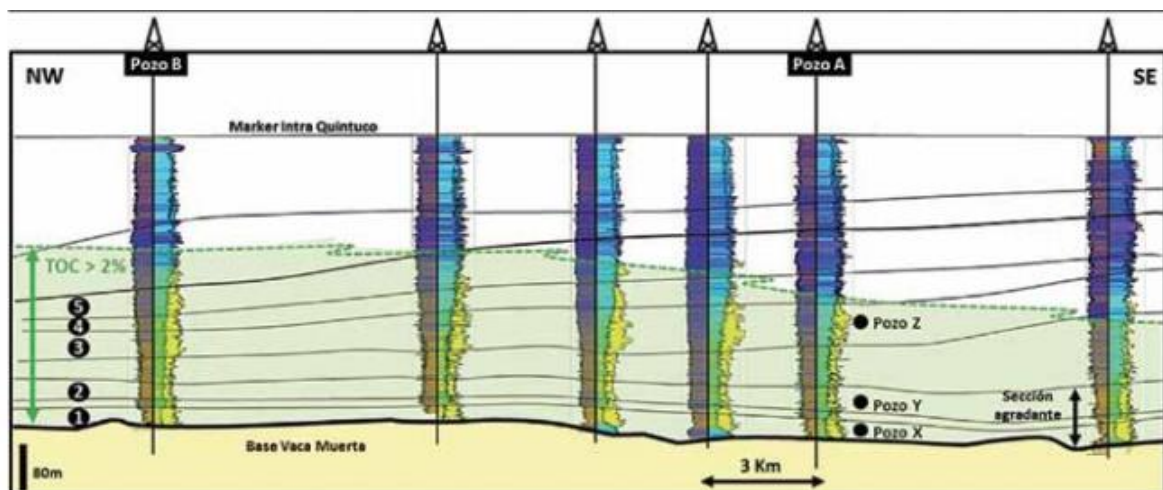
El primer paso es caracterizar los niveles de interés mediante la recopilación y análisis de información de subsuelo (coronas, cutting y sísmica fundamentalmente), en el caso de vaca muerta se han identificado 5 niveles de interés de entre 20 y 30 m de espesor, en función del Gamma Ray, contenido orgánico total (TOC), porosidad total, saturación de agua, Modulo de Young y fragilidad de la roca. Esta segmentación vertical es la que permite generar planes de desarrollo que maximicen rentabilidad y minimicen el riesgo.

La perforación de un pozo geonavegado tiene básicamente 3 etapas:

Primera etapa, que más o menos va a 600 metros bajo tierra, también conocido como tramo guía del pozo y la función principal es aislar los acuíferos están aproximadamente a 300 metros bajo tierra.

Segunda etapa es la parte intermedia del pozo que es la que atraviesa la mayor cantidad de formaciones geológicas. Una de las funciones de este tramo es darle estabilidad al pozo.

Tercera etapa es cuando se inicia la construcción de la curva hasta el landing point (punto de aterrizaje) punto en el cual se llega al plano horizontal y es en donde comienza realmente la geonavegacion del pozo.



## TERMINACIÓN DE LOS POZOS NO CONVENCIONALES (Tight y Shale)

### **OPERACIÓN DE PUNZADO**

Antes de proceder a la estimulación hidráulica, previamente se realiza el punzado de los intervalos a fracturar. Por lo general, las formaciones (shales y Tight) poseen grandes espesores (reales o equivalentes), lo que requiere un esfuerzo adicional en lo que respecta al diseño y selección de la mejor técnica de punzado, para poder comunicar de la mejor manera posible el espesor útil de la formación productiva con el pozo. De esta forma la arena sostén o apuntalante podrá ingresar a la formación y mantener una conexión efectiva entre el pozo y el reservorio.

La técnica combina el uso de cañones con cargas de alta penetración, propelentes y agua a alta presión. El más simple y utilizado tanto en pozos verticales como dirigidos de reservorios Tight es el cañón de punzado, formado por un tubo de paredes gruesas, cargas explosivas y material propelente. Las cargas pueden estar colocadas externamente o internamente al cañón que se activan al momento por una señal eléctrica y se produce el disparo generándose una gran cantidad de gases a alta presión los cuales son dirigidos en forma perpendicular al eje del pozo y con una distribución espacial-geométrica (ortogonal, en fases o elíptica), creando orificio en el casing y en la formación favoreciendo la creación de microfisuras que mejoran la comunicación pozo-formación (Figura 5).

Estas operaciones se pueden simular lo que permite variar ciertos parámetros, como son: propiedades petrofísicas de la roca, densidad de cargas (cantidad de agujeros por metro o por pies), daño de formación, área expuesta y penetración del disparo con el fin de obtener el mejor diseño del punzado y de esta manera calcular la eficiencia o pérdida de carga (estimada) que se produce en el área efectiva por la cual entraran el fluido de fractura y la arena.

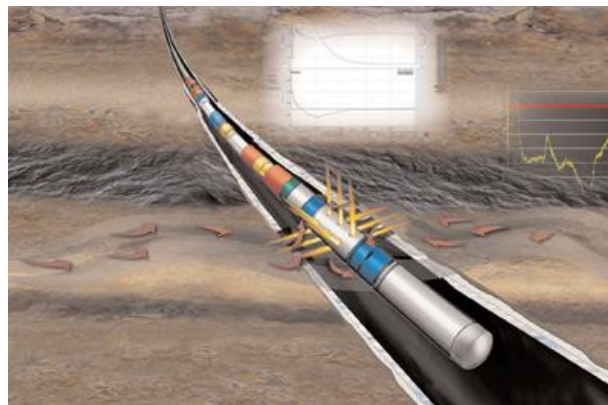


Figura 5. Punzado de un pozo horizontal.

### **OPERACIÓN DE PUNZADO – PLUG AND PERF**

Esta tecnología fue diseñada para los pozos tipo shale horizontales, aunque también está migrando su uso hacia el tight, dado que permite realizar todas las fracturas una a tras de la otra. También reduce al mínimo la distancia entre fracturas maximizando así el volumen de roca estimulado conocido como SRV por sus siglas en inglés (stimulated rock volumen) y mejorar la productividad del pozo. El método de plug and perf (tapón y punzado) es el más utilizado y confiable, que puede combinarse con camisas deslizables (herramienta intercalada entre cada casing que se abre o cierra a los fines de tomar contacto con el cemento y la roca).

Una etapa de fractura se diseña con 3 o 5 clúster que son los lugares por donde ingresa el fluido y arena de fractura. Un pozo horizontal de 3000 m puede tener hasta 65 etapas y hasta 315 clúster que se generan por dos mecanismos principales por un lado usando agua y arena para erosionar el casing y el cemento (jetting) en el primer cluster y luego cargas explosivas para el resto de las etapas. En estas maniobras es necesario utilizar unidades de Coiled Tubing y Wire Line combinadas con los equipos de fractura para por realizar la operación de estimular hidráulica en todo el pozo.

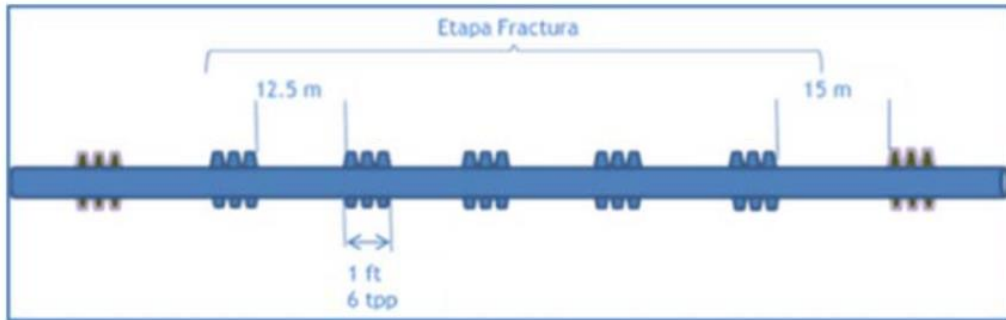


Figura 5.a. Etapa de fractura y sus clusters en pozo horizontal.

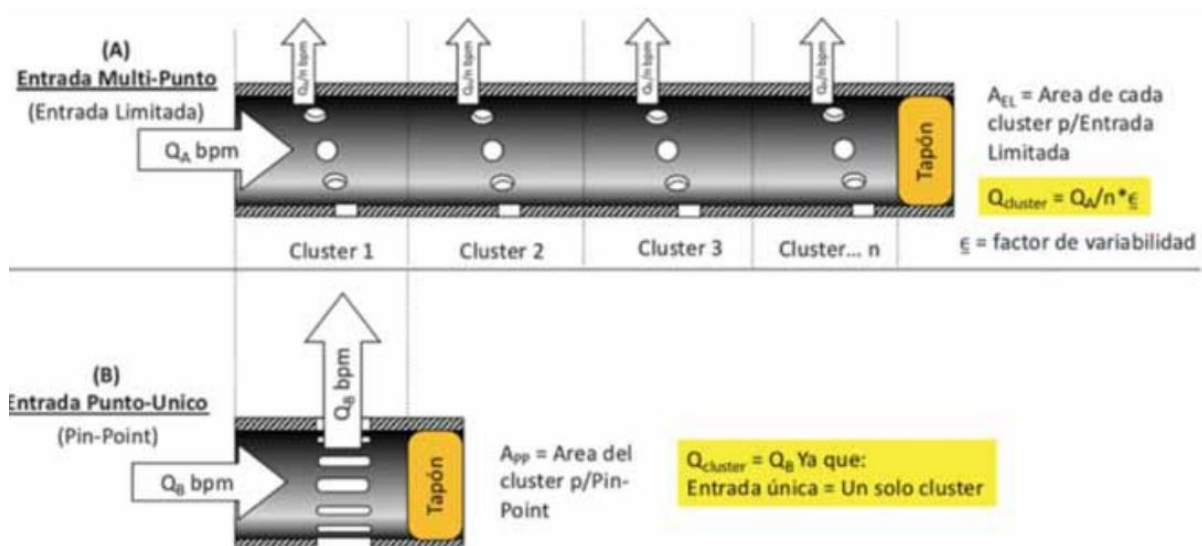


Figura 5.b. tipos de clusters.

En el siguiente enlace podrás visualizar un video sobre esta tecnología:

- [https://www.youtube.com/watch?v=LFQn\\_m0s0Ok](https://www.youtube.com/watch?v=LFQn_m0s0Ok)
- <https://www.youtube.com/watch?v=Z-vCBV1AhBs>



### ***Estimulación Hidráulica o Fractura Hidráulica***

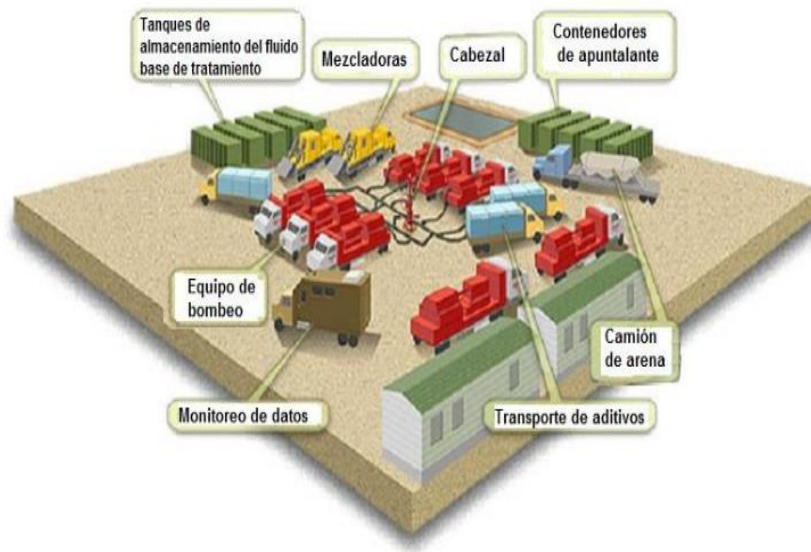
Este método se origina como una necesidad de mejorar la producción para reservorios convencionales de baja permeabilidad. En 1930 se empezaron a utilizar ácidos en lugar de materiales explosivos, pero es en 1947 cuando se estudia por primera vez la posibilidad de utilizar gasolina gelificada (napalm) y arena en un campo de gas (Hugoton) en Kansas de la operadora Stanolind Oil (Amoco). Este método empezó a aplicarse de manera comercial en 1949 por la empresa Halliburton. Se expandió su uso alrededor del mundo tanto en reservorios clásticos como carbonáticos, de baja y muy baja permeabilidad, en pozos verticales y horizontales llegando a la Argentina en 1959. Esta larga y productiva curva de aprendizaje se traslada a los reservorios no convencionales como el Tight y el Shale. El objetivo de un tratamiento de fractura hidráulica es mejorar la productividad mediante la creación un canal de alta permeabilidad que conecte de manera efectiva la formación productiva de petróleo o gas con el pozo.

La Estimulación Hidráulica se puede repetir más de una vez en un mismo pozo, tantas veces como sea necesario en función de la longitud de la rama horizontal o bien del espesor neto a producir en caso de que le pozo sea vertical. Por lo general los reservorios tight ( $k$  en el orden de los micro Darcy) los pozos son verticales o dirigidos y se realizan desde 6 a 10 etapas de fractura. En cambio, en reservorios tipo shale ( $k$  en el orden de los nano Darcy) los pozos son horizontales con ramas que van desde los 1500 a los 3500 metros y las etapas de fractura van desde 20 hasta 80.

Una vez terminada la actividad, el pozo comienza a producir. En primer lugar, sale parte del agua de fractura conocida como *flowback* (agua de retorno), la cual es recuperada en superficie y por lo general es reutilizada en otras fracturas luego de un tratamiento. En caso de no usarse, puede ser inyectada en otras formaciones productivas, en proyectos de recuperación secundaria o mantenimiento de presión de reservorios convencionales. Posteriormente comienza la etapa de producción del pozo, que es similar a la producción de hidrocarburos convencionales y que generalmente se prolonga por varios años.

### **Equipos requeridos para realizar la Fractura Hidráulica**

*Figura esquemática:*



*Equipos en operaciones reales:*





En el siguiente enlace encontrarán un video de cómo se lleva a cabo esta técnica de estimulación:

<https://youtu.be/TVZ0DOZ59SA>  
<http://www.shaleenargentina.com.ar/>  
<http://www.shaleenargentina.com.ar/fracking-en-mendoza>

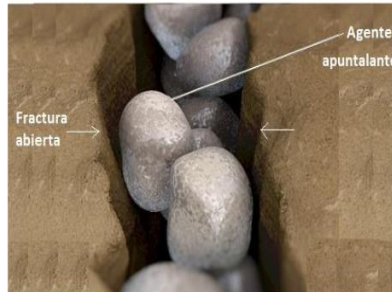
Durante la operación de estimulación hidráulica, se bombean dos sustancias principales en un pozo estas son el agua y la arena:

1. **El Fluido de Fractura:** En primer lugar, debe ser compatible con el reservorio y lo suficientemente viscoso para crear, propagar la fractura y transportar el agente sostén dentro de la misma. El fluido de fractura generalmente está compuesto por 93,0% de agua, 6,3% de arena y 0,7% de aditivos químicos (entre 8 y 15 productos distintos). <http://www.shaleenargentina.com.ar/quimicos>

La función del fluido de fractura es ejercer la potencia hidráulica en la cara de la roca para romperla y transportar el agente sostén en suspensión desde la boca del pozo, pasando por los punzados y hasta la formación productiva. La función de la arena es dejar abierto y apuntalado el canal o microfracturas que dejó el colchón para que no se cierren y quede una conexión efectiva entre el pozo y la formación. La función de los aditivos químicos es, fundamentalmente, darle viscosidad al agua para que pueda transportar el agente sostén y este no decante, convirtiendo al agua en un fluido no newtoniano. Otros aditivos son los reductores de fricción que permiten bajar la presión de bombeo y los bactericidas que protegen a los polímeros que dan la viscosidad.

2. **El Agente sostén:** En la industria es indistinto hablar de arena, agente sostén o apuntalante. Son partículas que mantienen abiertas las fracturas, microfracturas o canales formados por el agua para permitir o facilitar la producción de hidrocarburos. Las partículas se clasifican cuidadosamente en cuanto a tamaño, esfericidad y redondez. Pueden ser materiales naturales como las arenas que se extraen de canteras y/o minas o arenas artificiales (bauxita) que tienen una resistencia a la compresión muy superior a las arenas naturales. Las arenas artificiales son fabricadas y procesadas para que sean

esféricas y prácticamente elásticas. Su costo es mayor y se utilizan por lo general como parte del final del tratamiento o cola, de tal manera que queden en la zona de los punzados (near wellbore) asegurando así que la conexión entre el pozo, fractura y formación permanezca abierta.



**Figura 6.** Agente sostén  
 Fuente: U.S. Global Investors

**Generalmente los tratamientos de fracturamiento consisten en dos etapas principales de bombeo del fluido.**

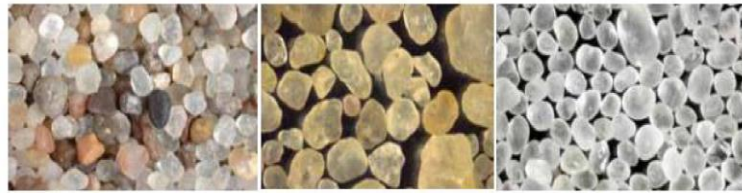
- **La primera etapa, o etapa de colchón**, no contiene el agente sostén o bien solo malla 100 en baja concentración. El fluido se bombea desde la superficie al pozo y luego a través de los punzados realizados en el casing y cemento con un caudal y una presión suficiente para romper la formación, crear la fractura y propagarla.
- **La segunda etapa, o etapa de lechada**, transporta el agente sostén a través de los punzados hacia la fractura abierta. La fractura se cierra sobre el agente sostén cuando cesa el bombeo.

#### **Tipos de Agente Sostén**

- Arenas API o Naturales.
- Arenas naturales recubierta en Resina (curado completo).
- Material sintético, tal como Cerámicas o Bauxita.
- Arenas sintéticas de baja densidad.

En el caso de Argentina el agente sostén mayormente utilizado en las operaciones de fracturas son las arenas naturales y en una menor medida, los de materiales sintéticos como la bauxita bombeándose al final de cada etapa como cola (tail). A continuación, definiremos cada una de estas:

- **Arena API o Naturales:** Son arenas silíceas, con altos porcentajes de cuarzo que tienen poco residuo o material extraño como los feldespatos, y son bien redondeadas. Las de mayor tamaño se utilizan en pozos someros y de profundidad media, hasta esfuerzos efectivos de cierre de 4000 a 6000 psi aproximadamente. A mayores esfuerzos se rompen y generan residuos o partículas más chicas que tapan los canales formados. Los tamaños más finos generalmente tienen suficiente conductividad para presiones de cierre menores a 8.000 psi, según sea la malla seleccionada para la fractura hidráulica además de ser la más económica. Su gravedad específica es cerca de 2,65.



**Figura 7.** Arenas Naturales.

- **Material Sintético:** tiene mayores resistencias a la presión de confinamiento., una cerámica tiene una resistencia cerca del doble de las arenas naturales van desde **5000 a 10.000 psi**. La ventaja de los materiales artificiales es que son esferas prácticamente perfectas y por lo tanto tienen una conductividad mayor.

Los agentes sostén de tipo cerámico son clasificadas según su resistencia y composición, dado por contenido de bauxita sinterizada, caolín, silicato de magnesio o mezclas de bauxita y caolín, y van desde cerámicos de ultra baja densidad (ULWC), pasando por las densidades intermedias, LWC (Lightwewght Ceramic), IDC (Intermediate Density Ceramics), HDC (High Density Ceramics) y ultra alta resistencia UHSP (Ultra-High-Strength Proppant).



**Figura 8.** Agentes de sostén artificiales de tipo cerámicos.

Para saber un poco más sobre estos y otros tipos de agente sostén acceder al siguiente enlace y descargar el siguiente artículo:

[http://www.petrotecnia.com.ar/Petro\\_1\\_18/Actualidad.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/Petro_1_18/Actualidad.pdf)

Es importante señalar que en el caso de Argentina el consumo de agente sostén natural fue aumentando a partir del año 2013, mientras el uso de agentes cerámicos ha ido disminuyendo (gráfico 1). Las proyecciones 2019 – 2020 indican una tendencia a la baja, tanto de naturales como de cerámicos, debido a los efectos de la pandemia de COVID-19 que provocó la suspensión total de las actividades durante 4 meses en 2020, una reactivación lenta en 2021 llegando a una normalización de las operaciones en 2022 esperando alcanzar los niveles del 2019.

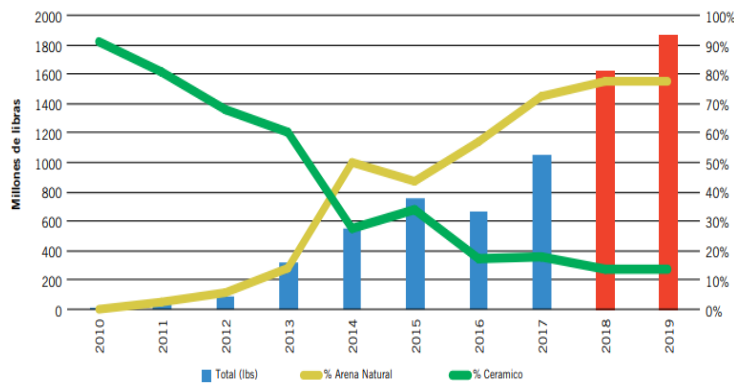


Gráfico 1. Consumo Histórico en Argentina + Proyección 2019

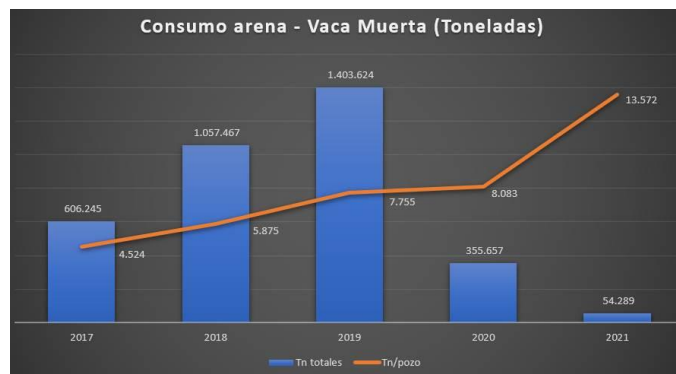


Gráfico 1-a. Consumo Histórico en Argentina 2021 post pandemia. (@petroleo\_arg)

Por otro lado, el consumo de arena por parte de Estados Unidos ha llevado a la capacidad de producción y extracción de las arenas naturales a su límite técnico, incrementando su uso porcentual desde un 70% del material empleado en 2009 hasta el 90% del material bombeado en la actualidad y con proyecciones de incremento alcanzando el 95% del total de agente de sostén para los proyectos no convencionales para este año 2020 (Giglio M., 2018).

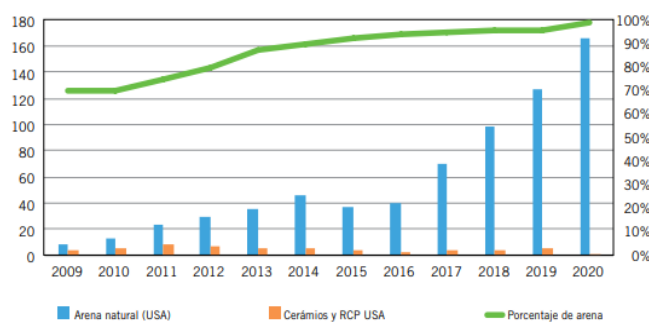


Gráfico 2. Consumo de tipo de agente sostén en USA.

### Propiedades físicas y mecánicas del Agente Sostén

Cuando se hace una fractura en una arenisca (y también en algunos carbonatos) es necesario utilizar un componente que impida que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo

esto también sucede lo mismo cuando fracturamos formaciones tight o shale. Lo que garantiza que la conductividad del canal generado no sea nula es el agente sostén. Por ende, este material debe tener ciertas propiedades físicas y mecánicas, particulares como las siguientes:

- **Alta resistencia a la compresión:** *el principal esfuerzo al que estarás sometido el agente sostén es el esfuerzo de compresión, durante toda la vida productiva del pozo o bien hasta que se rompa. Es por ello que esta propiedad es la más relevante de todas y tiene que ser definida de manera precisa mediante ensayos de laboratorio estándar y para las condiciones particulares de cada formación.*
- **Gravedad específica** *es deseable la más baja posible para evitar su segregación y decantación en el fluido de transporte durante el tratamiento. Una alta densidad ocasiona que los granos decanten en el tramo horizontal del pozo y/o en las bases de las fracturas. Lo que se quiere es tener una distribución homogénea en todo el volumen estimulado que se consigue con una densidad baja.*
- **Presión de confinamiento** La presión de confinamiento es la presión que ejerce sobre el agente de sostén una vez la fractura cerrada. La presión de confinamiento del agente sostén debe ser mayor a la que estará sometido durante la etapa extractiva del pozo. Como se utiliza la presión poral (o presión estática) para este cálculo es válido para los granos que estén bien adentro de la formación productiva. Pero mientras nos acerquemos al diámetro del pozo o near wellbore la presión que se manifiesta es la presión dinámica de fluencia ( $P_{wf}$ ) que es más baja que la presión estática por lo tanto la presión de confinamiento aumenta y los granos que se encuentren en esa zona deben tener mayor resistencia que los que están adentro de la formación.

$$P_c = \sigma_{min} - P_{poral}$$

**Donde:**

$P_c$ : Presión de Confinamiento (psi)

$\sigma_{min}$ : Esfuerzo mínimo (in situ) (psi)

$P_{poral}$ : Presión Proral (psi)

- **Conductividad ( $F_{cd}$ ).** La conductividad se la define como el cociente entre la conductividad de la fractura siendo esta el producto del ancho ( $w_f$ ) por la permeabilidad del agente de sostén en condición de fondo ( $k_f$ ) y por la altura ( $h$ ) y la conductividad de la formación que tiene una definición similar. El  $F_{cd}$  varía proporcionalmente respecto al ancho ( $w_f$ ) que es el lugar en donde queda empacado el agente sostén, es decir, a una presión dada, a mayor concentración mayor de agente sostén (mayor ancho) mayor será la conductividad de la fractura. La presión de confinamiento o los esfuerzos in situ juegan un rol determinante ya que si la arena se rompe menor será la conductividad, debido a los residuos que dejan de los granos rotos, tapando la fractura.

$$\text{Conductividad de la fractura} = k_f \cdot w_f \cdot h$$

$$\text{Conductividad de la formación} = k \cdot L_f \cdot h$$

$$F_{CD} = \frac{k_f \cdot w_f}{k L_f}$$

- **Empotramiento,** este fenómeno es mayor en formaciones en plásticas, y la plasticidad aumenta con el contenido arcilloso de la formación. En la Figura 9, vemos cómo los granos de

la formación que son mucho más finos que los granos del agente de sostén penetran adentro. El ancho perdido de la fractura por este efecto se puede calcular en función de las propiedades mecánicas de la roca, mientras más blanda es la formación mayor será el empotramiento. Pero otro factor a considerar es la presión de confinamiento a mayor presión de confinamiento mayor será el empotramiento.

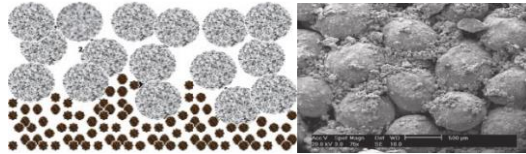


Figura 9. Empotramiento por migración de finos.

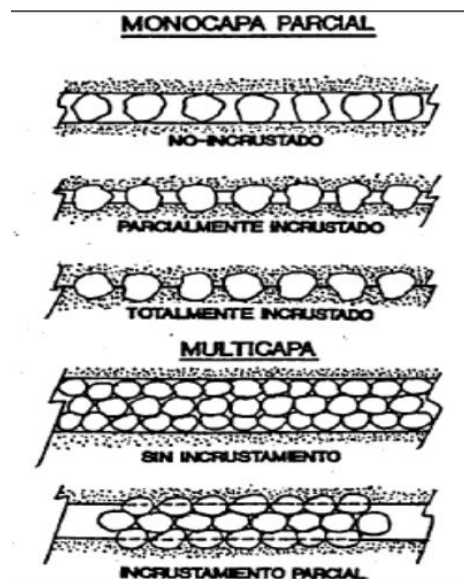


Figura 9-a. Empotramiento mono y multi capa.

- **Resistencia a la corrosión**, porque en ciertos ambientes hay  $H_2S$  o  $CO_2$  en el fluido de producción, o a futuro se puede prever tratamientos ácidos. Esto es muy relevante en reservorios de gas

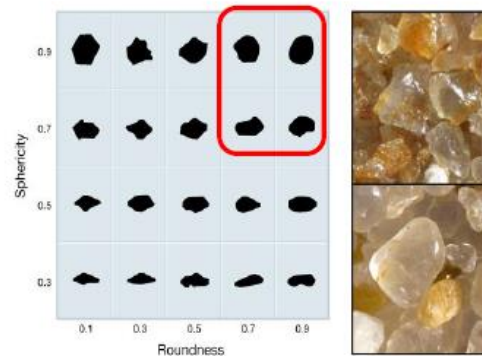
### Especificaciones del Agente Sostén

Las formas de los granos se clasifican en:

- **Esfericidad**: representa el grado de comparación entre la forma de los granos de arena y una esfera.
- **Redondez**: mide si las diferentes facetas o caras de los granos se juntan de manera redondeada o no.

Si la arena tiene una forma según las líneas inferiores y/o izquierdas del cuadro tendremos una arena de mala calidad. Al empaquetarse la fractura los granos se acomodarán de tal manera que los poros del empaque tendrán una baja permeabilidad. Es este tipo de arena que debemos evitar de comprar.





**Figura 10.** Redondez vs esfericidad de las arenas.  
 Fuente: API-RP19 C (ISO 13503-2)

- **Tamaño (malla) y Distribución Granulométrica de las Partículas**

Cuando especificamos un agente de sostén, especificamos también su granulometría o sea si se trata de un 12/20, 16/30, 20/40, 30/50, 40/70 y la más fina de todas es la malla 100 que es un poco más grueso que el talco. Esta última, en las estimulaciones de reservorios no convencionales, se la utiliza como parte del colchón para erosionar los punzados y las microfracturas de la formación, de esta manera se le facilita el paso a las arenas más gruesas que vienen por detrás en el tratamiento, como máximo llegan a 30/50.

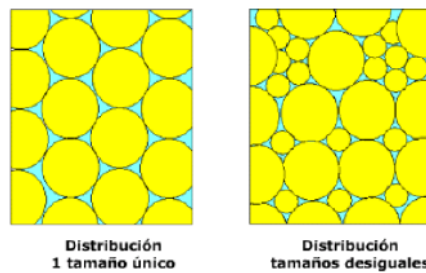


**Figura 11.** Ejemplos de algunas granulometrías de arena.

**Por Ejemplo:** Una granulometría 12/20 significa que el agente de sostén pasa a través de un tamiz de 12 hilos por pulgada y es retenido sobre un tamiz de 20 hilos por pulgada. A modo de referencia en reservorios convencionales se usan arenas 12/20, 16/30 y 20/40. Mientras que en tight y shale se usan 30/50, 40/70 y malla 100 con muy poco de 20/40 al final de los tratamientos.

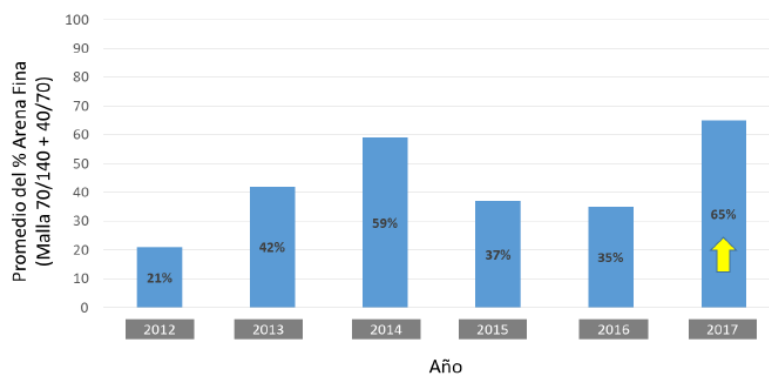
**¿Por qué es importante tener un agente sostén con una granulometría tan específica?**

En la parte izquierda de la figura 12 podemos observar que los poros entre los granos son grandes, y por lo tanto el fluido va a poder pasar fácilmente. A la derecha, los granos chicos se meten en el medio de los poros formados por los granos grandes tapándolos parcialmente y haciendo que el fluido pase con mayor dificultad a través del empaque.



**Figura 12.** Distribución del tamaño de arena.

Según un estudio realizado por Instituto Argentino del Petróleo y el Gas IAPG y Halliburton el consumo o uso de mallas finas se incrementó de manera significativa entre los años 2015 al 2017



**Grafico 3.** Porcentaje de arena blanca consumido en Argentina

Fuente: Manejo del Agente Sostén – Nuevo Modelo Logístico para el desarrollo de Reservorios No Convencionales en la Cuenca Neuquina, Autores: Hernán Carbonell, Sergio Mesa, Chiara Dolci, Martín Capponi, Javier Gonzalez y Juan Bonapace (Halliburton y la IAPG)

En el siguiente artículo podrás conocer cómo se obtienen dichas propiedades.  
<http://www.petrotecnica.com.ar/junio14/Petro/Arenas.pdf>

Es importante señalar que las Normas API (American Petroleum Institute) determinan los estándares de calidad que deben cumplir los agentes de sostén para poder ser utilizados como apuntalante en las fracturas hidráulicas.

#### La Elección del agente de sostén dependerá de varios factores:

- La cantidad de agente sostén, y esta dependerá del volumen de fractura que necesitamos lograr.
- La granulometría es función de la presión de confinamiento a la cual será sometido el agente de sostén, de la profundidad y del tipo de fluido a producir. Se define mediante ensayos de laboratorio.
- El tipo de agente de sostén (natural o sintético) dependerá principalmente de la presión de confinamiento y del costo.

## Geometría de la Fractura

**Para reservorios Tight:** por lo general en estos reservorios los pozos son verticales o dirigidos y las fracturas se las diseña siguiendo el modelo planar de doble ala es decir como si fueran planas e idénticas a ambos lados del pozo. No difieren en la forma respecto a las realizadas en reservorios convencionales, pero si en el tamaño y cantidad por pozo. Se realizan múltiples fracturas (entre 6 a 10) se las identifica como planares dado que las dimensiones altura y largo son varias veces más grandes que el espesor. Para intentar contactar la mayor cantidad de espesor con hidrocarburo se debe tener en cuenta:

- **Altura de fractura efectiva** es aquella altura abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo, comúnmente denominada como **hf**. La altura es controlada por la mecánica de la roca como la magnitud y dirección de esfuerzos máximos y mínimos de la formación y la presión neta. A medida que aumenta el contraste de Esfuerzos ( $\Delta\sigma$ ) entre la formación y las capas límite o sellos locales (por lo general intercalaciones de pelitas o arcillas), la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta, pero serán necesarias más estimulaciones para contactar a todo el espesor con hidrocarburos.
- **Largo de la Fractura ( $x_f$  o  $L_f$ ):** es la principal variable de diseño de la fractura porque se puede controlar con la capacidad de bombeo y la reología del fluido a utilizar. Se diseña en función al contraste de permeabilidad que se quiere lograr entre fractura y formación para maximizar la productividad ( $F_{cd}$ ) visto más arriba.
- **Ancho de la fractura ( $w_f$ ),** es la menor dimensión (se mide en milímetros) respecto al alto y al largo, y nos referimos a ella como la separación entre ambas caras de la fractura formada a lo largo de la longitud y altura creada, que permanecerá abierta al flujo gracias al agente sostén, una vez liberada la presión de bombeo.

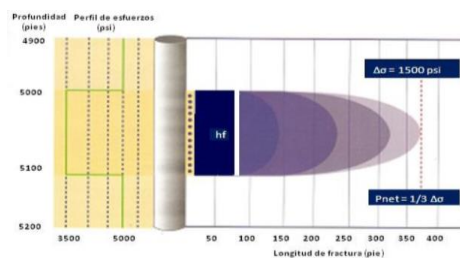


Figura 13. Altura y ancho de una fractura.

La geometría de la fractura puede aproximarse por medio de modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, la reología del fluido, las condiciones del bombeo, los esfuerzos y su distribución en el medio poroso. Cuando se tiene un buen conocimiento de estas características, se puede tener más control en la operación y mejores resultados.

### Para reservorios Shale:

En lugar de definir a la fractura de dos dimensiones (ancho y alto) lo que en realidad sucede es que se estimula un volumen de roca (SRV por sus siglas en inglés)

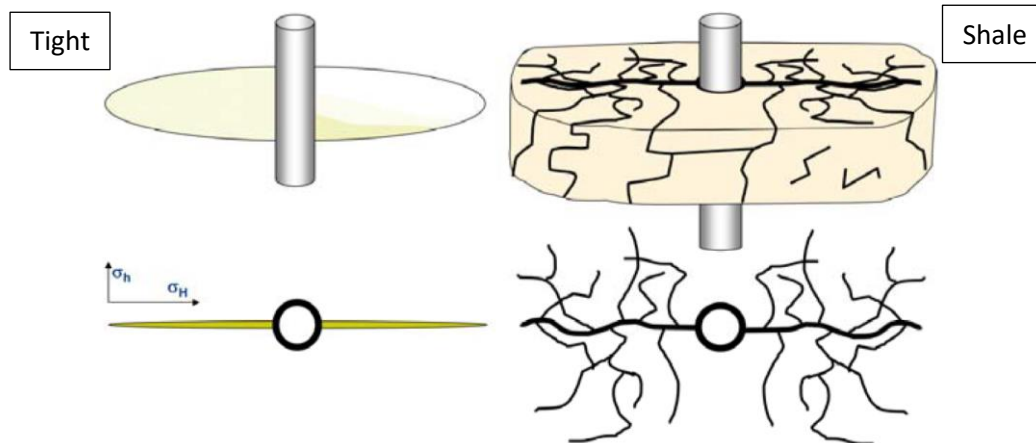


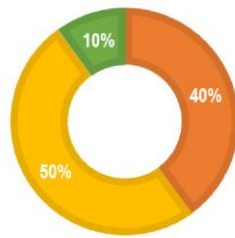
Figura 13-a. Comparación entre las geometrías de fracturas Tight y Shale.

Para reservorios no convencionales la roca tiene muy baja permeabilidad en el orden de los nanodarcy y no hay diferencia en ninguna dirección y siempre están fisuradas, es decir, tienen un sistema de fracturas y microfisuras naturales asociadas a la matriz. Aquí el objetivo de la estimulación es abrir la mayor cantidad de fracturas naturales y dejarlas empaquetadas con una monocapa de arena y estas a su vez conectadas con el pozo. Debido a la muy baja permeabilidad de la roca, el sistema mixto de las fracturas naturales más las inducidas por la estimulación no necesitan alta permeabilidad para generar un buen contraste de conductividades y permitir el flujo. Es por esto que no se habla de una superficie de contacto en fractura y formación sino de un volumen de roca contactada (SRV: Stimulated Reservoir Volume). El ancho del volumen contactado dependerá de la anisotropía entre los esfuerzos horizontales (puede ir de 250 a 500 m a ambos lados del pozo) y de las propiedades mecánicas de la matriz. El crecimiento en altura de las fracturas dependerá en parte de las características de las formaciones superiores e inferiores, pueden ir de 40 m hacia abajo a 80 m hacia arriba. Estas dimensiones pueden reducirse a la mitad si se considera que no todo ese volumen queda empaquetado con arena y conectado al pozo. Es por ello que para la optimización de los diseños de las fracturas es necesario hacer un monitoreo detallado de la productividad por pozo y por fractura de tal manera de ajustar las productividades de los pozos con los cambios en los diseños. De nada sirve hacer fracturas baratas para ahorrar dinero si el pozo no produce como tampoco sirve realizar tiramientos muy caros que no arrojen un incremento notable en la productividad.

### Estimulación y Agente Sostén (Costos)

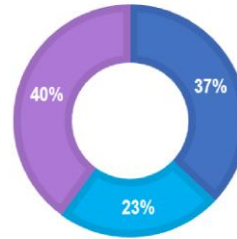
Un breve comentario respecto a los costos y en esto radica la necesidad de optimizarlos

Los costos de la estimulación hidráulica necesario para producir un reservorio shale o tight representan aproximadamente el 40% de costo de un pozo (Grafico 4) y, a su vez, el costo del agente de sostén (Grafico 5) representa aproximadamente el 40% del costo de la estimulación.



■ Estimulación ■ Perforación ■ Completación ■ Fractura ■ Otros ■ Agente Sostén

**Grafico 4.** Costos de estimulación.



**Grafico 5.** Costo del agente sostén.

Solo el estudio detallado de subsuelo realizado por equipos multidisciplinarios integrados (Ingeniería, Geología, Geomecánica, Petrofísica, Geofísica y Producción) logrará que se pueda maximizar la producción y reducir los costos.

### Monitoreo de la geometría de la Fractura

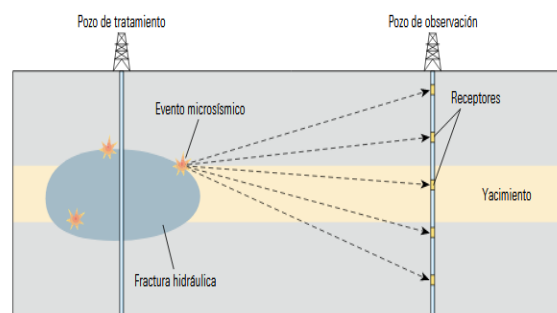
En un esfuerzo por caracterizar mejor el comportamiento y la geometría de las fracturas hidráulicas surgieron tecnologías que permiten el monitoreo de las fracturas hidráulicas (HFM, por sus siglas en inglés) en tiempo real, las cuales ha demostrado ser exitosas desde el punto de vista cualitativo. Entre los métodos de mapeo de fracturas se pueden mencionar:

- Inclínómetros de superficie y de fondo de pozo.
- Tiltmeter (Mediciones Superficiales).
- El Monitoreo Microsísmico.

De los tres métodos el más utilizado en los últimos años ha sido el monitoreo micro sísmico, que ha tomado mayor relevancia en el desarrollo de lo reservorio no convencionales (Tight y Shale).

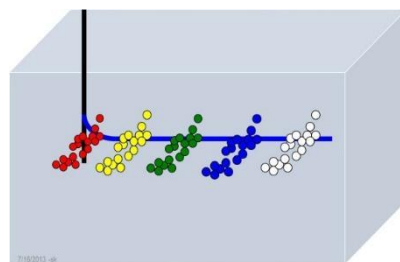
**El Monitoreo micro sísmico** provee una “imagen” de la geometría o forma de fractura en la formación al registrar básicamente el ruido que hace la roca al romperse denominados eventos micro sísmicos que básicamente son originados por la movimiento del fluido mientras se abre paso a través de la roca y va comunicando planos de debilidad o generado caminos nuevos, por efecto de la potencia hidráulica que llega desde la superficie mediante el bombeo del fluido que se inyecta en la formación. La ubicación de estos eventos micro sísmicos o ruido se determina mediante receptores (geófonos)

ubicados en las cercanías de la fractura ya sea un pozo perforado (vertical u Horizontal) específicamente para cumplir esta función o bien un pozo vecino perforado anteriormente. Es clave definir correctamente las distancias mínimas de monitoreo dado que la propagación del sonido en un medio sólido y la capacidad de medición de los geófonos tienen sus limitaciones en un caso naturales y en el otro técnico. En la figura 14 se muestra esquemáticamente la disposición del pozo que será fracturado hidráulicamente respecto al pozo observador en el cual se colocan múltiples geófonos colgados de un cable conductor conectado con el equipo de medición en superficie que recolecta y analiza en tiempo real los datos. Para facilitar la interpretación se elige una disposición vertical.



**Figura 14.** Microsísmica en pozos verticales

El objetivo del monitoreo micro sísmico es conocer la longitud, azimut, altura y ancho de la fractura mediante la localización en el espacio de estos eventos. Combinado con otros datos como un modelo estructural y geomecánico de detalle podría también ayudar a entender el grado de complejidad de los campos de esfuerzos, su evolución en el tiempo y el impacto que tienen los cambios de los regímenes de esfuerzos en la productividad de los pozos



**Figura 15.** Monitoreo micro sísmico en pozos horizontales

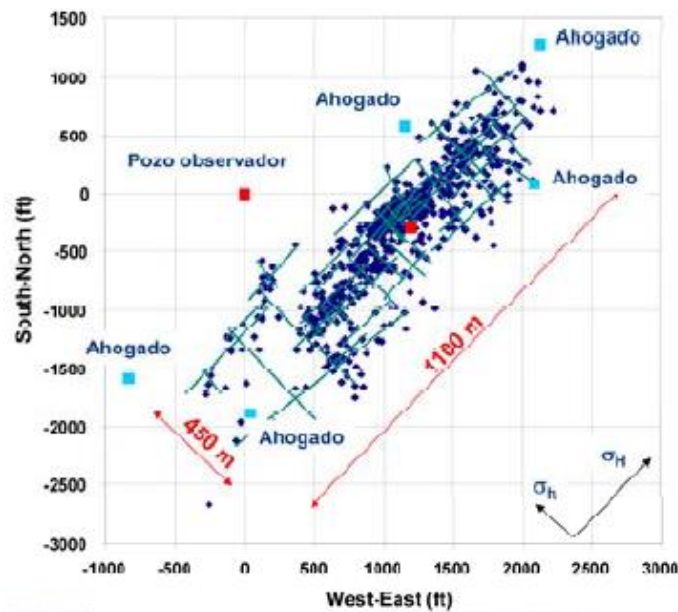


Figura 15-a. Monitoreo real micro sísmico. (SPE-77441 y SPE-115771)

Para saber más sobre esta tecnología les recomiendo leer el siguiente artículo:

<https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/02-microseismic-spanish>

#### BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA:

- 1.- Bonapace, J. (2015) - Argentina Water Management for Hydraulic Fracture from Conventional to Unconventional Reservoirs. What we have learned and what we need to consider. SPE 151101224056. (Halliburton).
- 2.- D'Huteau, E., (2012). Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales. Revista Petrotecnia Pág.66 – 68.  
[http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin\\_publicidad/LaArena1.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/LaArena1.pdf)
- 3.- Giglio M., (2018). Actualidad de los agentes de sostén. Revista Petrotecnia Pág.26 – 35.  
[http://www.petrotecnia.com.ar/Petro\\_1\\_18/Actualidad.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/Petro_1_18/Actualidad.pdf)
- 4.- Peñaranda, V. (2014). Arenas más allá del acatamiento a las normas. Revista Petrotecnia Pág.66 – 81.  
<http://www.petrotecnia.com.ar/junio14/Petro/Arenas.pdf>
- 5.-Salcedo J, Vera L y Calegari, N., (2017). Perforación de pozos horizontales de 2400 m a 2600 m. Revista Petrotecnia Pág.64-71.  
<http://www.petrotecnia.com.ar/octubre17/pdfsPetro517/PetroNotas/PerforacionHoriz.pdf>
- 6.- Reservoir Stimulation in Petroleum Production- Michael J. Economides, University of Houston Curtis Boney, Schlumberger Dowell.
- 7.- Ybáñez, A y Hohl, J., (2012). Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología. Revista Petrotecnia Pág.38-53.  
[http://www.petrotecnia.com.ar/abril11/2\\_2011/38-53.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/abril11/2_2011/38-53.pdf)
- 8.- Geonavegación: El desafío del desarrollo de la formación Vaca Muerta en zonas de múltiples intervalos de navegación – Autoras: Victoria Lazzari, María Jimena Rodríguez, Guillermina Sagasti (YPF S.A.) - 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en Mendoza, noviembre, 2018. <http://www.petrotecnia.com.ar/319/Desafio.pdf>

9.- Técnicas de optimización del punzado para mejorar la productividad de petróleo en reservorios convencionales y disminuir la producción de arena :

<http://www.oilproduction.net/files/TecnicasDisparoOptimizarProduccion.pdf>